

Impact sur la concurrence et le bien-être social de l'interconnexion proposée par ElecLink entre la Grande-Bretagne et la France

Résumé du rapport pour Ofgem et CRE

Document non confidentiel

Préparé par



Novembre 2013

A Propos de London Economics

London Economics est un cabinet de conseil leader en Europe spécialiste de l'économie et de la politique. En plus de notre bureau principal à Londres, nous avons également des bureaux à Bruxelles, Dublin, Cardiff et Budapest, et des bureaux associés à Paris et à La Vallette.

Notre siège est à Londres et nous avons des bureaux à Bruxelles, Dublin, Cardiff et Budapest ainsi que des bureaux associés à Paris et La Vallette.

Nous conseillons des clients à la fois dans les secteurs public et privé dans le domaine de l'analyse économique et financière, le développement et l'évaluation de la politique publique, la stratégie des affaires, et la politique de régulation et de la concurrence.

Nos clients sont aussi bien dans le secteur public que dans le secteur privé ; nous les conseillons dans le domaine de l'analyse économique et financière, le développement et l'évaluation de la politique publique, la stratégie des affaires, et la politique de régulation et de la concurrence.

Nos consultants sont des économistes hautement qualifiés avec de l'expérience dans l'application d'une large variété de techniques analytiques pour assister votre travail, incluant l'analyse coût-bénéfice, l'analyse multicritère, la simulation de politique, l'élaboration de scénario, l'analyse statistique et la modélisation mathématique. Nous sommes également expérimentés dans la mise en œuvre d'une large gamme de techniques de collectes de l'information incluant les périodiques et la littérature, les questionnaires d'étude, les entretiens et les groupes de discussion.

Bureau Principal: 71-75 Shelton Street, Covent Garden, London, WC2H 9JQ, Royaume-Uni.

Siège : 71-75 Shelton Street, Covent Garden, London, WC2H 9JQ, Royaume-Uni.

internet:

www.londecon.co.uk

t: +44 (0)20 7866 8185

email:

info@londecon.co.uk

f: +44 (0)20 7866 8186

Résumé

Introduction

Ce rapport analyse la demande d'Eleclink pour une dérogation par rapport aux réglementations européennes et nationales. Eleclink propose de construire une interconnexion de 1000MW CCHT entre les réseaux d'électricité de France et de Grande-Bretagne.

Les conditions pour la dérogation sont énoncées dans les paragraphes 1(a) à (f) de l'Article 17 du Règlement N° (EC) 714/2009. Notre analyse porte sur trois des critères principaux :

- (b) l'investissement doit améliorer la concurrence dans la distribution d'électricité ;*
- (c) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que l'investissement n'aurait pas lieu à moins qu'une exemption ne soit accordée ;*
- (f) l'exemption ne doit pas être au détriment de la concurrence ou de l'efficacité du fonctionnement du marché interne de l'électricité, ou de l'efficacité du fonctionnement du système régulé auquel l'interconnexion est reliée.*

De surcroît, l'impact en termes de surplus social a été dûment considéré.

Le plan d'affaires d'Eleclink inclut un financement de projet par de la dette garantie uniquement par les revenus générés par le projet, c'est pour cela qu'ils souhaitent sécuriser une grande partie de leurs revenus via la vente de contrats à long terme pour l'allocation desquels une dérogation est nécessaire.

Ainsi, nous analysons dans ce rapport le critère pour la dérogation en fonction de ce qui suit. Dans un premier temps, l'analyse a porté sur les impacts sur la concurrence de l'interconnexion proposée. Nous avons étudié ensuite les projections de revenus des plans d'affaires proposés par ElecLink. Puis nous avons analysé les implications en termes de surplus (« bien-être social ») de l'interconnexion proposée ; est venue ensuite l'analyse des impacts estimés sur les interconnexions existantes et futures. Nous avons ouvert ensuite la réflexion sur l'adéquation des ventes de contrat à long terme avec la régulation, la concurrence et le marché interne. Nous avons enfin réfléchi plus en détail sur les nombreuses hypothèses associées avec les modèles de marché et les modèles financiers qui nous ont été fournis par ElecLink en termes de risque à la hausse ou à la baisse liés aux hypothèses.

Pour terminer, ce rapport comprend des conclusions et des recommandations.

Concurrence

Nous analysons les impacts sur la concurrence de l'interconnexion proposée en utilisant l'indice d'offre résiduelle (residual supply index - RSI). L'analyse de la concurrence menée par ElecLink et le consultant RedPoint (qui a travaillé avec lui) met en œuvre une analyse des parts de marché des capacités et l'indice Herfindahl-Hirschman (HHI). Sachant qu'EDF a une position dominante en France, ElecLink propose que la part d'EDF dans l'interconnexion ne soit pas supérieure à 50 %.

Notre analyse indique que le HHI n'est pas habituellement un bon indicateur de concurrence sur les marchés de production d'électricité, en accord avec les preuves détaillées de l'étude 2007 de London Economics pour la Direction Générale de la Concurrence de la Commission Européenne. Nous analysons les effets de la concurrence en utilisant le RSI à la place.

Notre analyse s'est concentrée sur EDF. EDF est de loin la plus grande société de production en France, et significativement la plus grande société de production en Grande-Bretagne. EDF est également présent sur d'autres marchés associés, tel que la fourniture. Aucun autre acteur ne possède une part de marché supérieure à 25 % dans chacun des marchés.

Nous avons utilisé les données du modèle Ventyx pour modéliser l'offre et de la demande sur les marchés du nord-ouest de l'Europe, et de manière spécifique sur les marchés français et britanniques.

Nous avons calculé le RSI en utilisant les formules standards et nous les avons ajustées en fonction des capacités ajoutées de l'interconnexion et de la part de la capacité de l'interconnexion allouée à la plus grande société. Nous avons calculé le RSI pour l'importation et l'exportation et dans des situations à toutes heures et nous avons estimé le nombre d'heures pour chaque situation pour laquelle le RSI serait inférieur à la norme de screening standard de 110. Nous avons également considéré les cas où le RSI moyen sur les heures choisies augmentait (l'augmentation indique qu'il y a moins de pouvoir de marché). Finalement, nous avons également inclus une brève analyse qualitative des impacts potentiels de l'interconnexion en termes d'incitation à utiliser son pouvoir de marché. Le résumé des résultats de l'analyse se trouvent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Résumé des résultats du RSI

Direction du flux	Prix	Pouvoir de marché d'EDF en France	Pouvoir de marché d'EDF en Grande-Bretagne	Capacité et incitation significatives à faire augmenter les prix dans chacun des pays	% Part recommandée de l'interconnexion pour EDF
FR→GRANDE-BRETAGNE	$P_{gb} - P_{fr} > 0$	Oui	Oui	Oui	~40 %
GRANDE-BRETAGNE→FR	$P_{fr} - P_{gb} > 0$	Oui	Non	Oui	~20 %
Les deux directions	N/A	Oui	Oui	Oui	~20-40 %

Source: LE

En se fondant sur cette analyse et notre jugement, nous recommandons que la part totale de la capacité totale de l'interconnexion allouée à EDF soit limitée par un plafond compris entre 20 et 40 % dans chacune des directions. Ceci inclut à la fois les capacités à court terme et de long terme. Si les parts de marché et l'ensemble du marché devaient évoluer de manière significative au fil du temps, alors les autorités de régulation pourraient vouloir revoir ces calculs.

Nous avons également étudié si la vente des contrats à long terme pouvait interagir avec d'autres aspects du marché.

D'une manière générale, nous ne croyons pas que les contrats à long terme soient incompatibles avec le bon fonctionnement du marché ou la concurrence sur le marché, car les contrats à long terme (annuel et mensuel) sont déjà considérés comme étant compatibles avec les modèles-cibles européens. Il est toutefois concevable que les contrats à long terme puissent créer une barrière à l'entrée au fil du temps.

Nous ne croyons pas que les contrats à long terme créeront une barrière significative à l'entrée parce que : a) le scénario alternatif est « pas d'interconnexion ElecLink » ; b) la taille critique d'un nouveau générateur est typiquement de 200 MW et il y aura 200 MW de capacité disponible à court terme. c) le nouveau modèle-cible européen va garantir que les acteurs ne fassent que des transactions sur les marchés de l'énergie, et n'aient pas besoin de droits de transport physiques ; d) les règles des marchés secondaires (*Use-It-Or-Sell-It*, UIOSI, par exemple), et d'autres interconnexions seront disponibles.

Revenu et Risque

Nous avons ensuite analysé les prévisions de revenus d'ElecLink selon leur modèle financier, et nous avons également considéré les informations sur la modélisation du marché de RedPoint.

L'analyse s'est concentrée sur le critère de risque, dans le cas où le projet serait trop risqué pour ne pas être effectué sans la dérogation. Notre approche a été fondamentalement en deux parties : 1) nous avons étudié les hypothèses clés de revenu et de financement du projet d'ElecLink ; 2) nous avons effectué des tests de sensibilité des ratios financiers standards en fonction des règles de

capacité de financement telles que le ratio *Interest Cover (IC)* et l'*Annual Debt Service Cover Ratio (ADSCR)*.

Une première hypothèse est que l'investissement nécessite un financement projet. Notre analyse ne s'est pas concentrée sur ceci *per se*, mais la nécessité de garantir une large part des recettes avant le financement (et donc le besoin de contrats de long terme et de la dérogation), est entièrement dépendante de la nécessité d'un financement de projet. Notre analyse conclut à la nécessité d'un financement de projet, comme le confirment plusieurs facteurs tel que le niveau de dette requis en comparaison à l'endettement des maisons-mères.

L'hypothèse clé suivante de l'analyse financière menée par Eleclink est le prix actuel par MWh que la capacité pourrait générer. Compte tenu de leur hypothèse de prix pour la capacité, nous croyons qu'il y a un risque que leurs estimations puissent significativement sous-estimer les revenus que le projet atteindra. Les prix actuels existants sur IFA pour la capacité annuelle de 2014 sont disponibles. Nous avons calculé le prix moyen du contrat bidirectionnel de 2014 pour toutes les enchères de capacité annuelle IFA 2014. Les résultats montrent un prix bidirectionnel de capacité de long terme, sans un rabais sur le prix long terme, à 13,46 €/MWh. Cette analyse montre que les estimations du modèle financier d'Eleclink pourraient sous-estimer les revenus significativement.

Nous avons ensuite considéré les prix moyens de l'étude de marché du consultant engagé par Eleclink, RedPoint. Ils ont modélisé et fait des hypothèses de prix en France et en Grande-Bretagne avec ou sans Eleclink, et le différentiel de prix avec Eleclink indique l'estimation de la rente de congestion prévue pour l'interconnexion. Nous avons reçu les prix en France et en Grande-Bretagne issus du modèle que nous utilisons. Nous remarquons que nous n'avons pas reçu les estimations détaillées de prix du marché horaires et de flux, et donc le différentiel de prix moyen ne reflète pas entièrement les flux, bien que, dans leur grande majorité les flux allant de France vers Grande-Bretagne (environ 90 %), le prix moyen sera *inférieur mais proche* du prix moyen pondéré. Même en utilisant ces prix, notre analyse montre toujours que les prix issus du modèle financier d'Eleclink sont plus faibles.

Nous avons également analysé le rabais pour les contrats à long terme. Nous avons utilisé deux méthodes qui sont de manière admise des analyses simplifiées. En premier lieu, nous pouvons considérer un investissement générique qui donne un paiement annuel de 100 € par an, ce paiement n'augmentant pas avec l'inflation, et nous le comparons avec un investissement qui paie 100 € par an en monnaie constante- i.e. les paiements annuels augmentent pour correspondre précisément à l'inflation en utilisant un taux d'inflation de 2 % ce qui donne : valeur actualisée = 1952 €. L'investissement qui paie chaque année 100 € en monnaie constante (i.e. en augmentant avec l'inflation) a une valeur actualisée de $25 \times 100 = 2500$.

Selon les termes de notre exemple ci-dessus, l'acheteur du contrat de capacité avec des tarifs de capacité fixés en termes nominaux pour 25 ans est dans une situation comparable à celle où il paie 1952 € pour un flux de recettes qui, en prévision, vaut 2500 €. Donc, c'est comme si on achetait avec un rabais d'environ 22 %.

Nous avons ensuite analysé leur modèle financier en termes de ratios financiers, notamment le ratio '*Interest Cover*' et le '*Annual Debt Service Cover Ratio*'. Ces ratios sont ceux généralement considérés. Ces deux ratios doivent généralement être compris entre 1,3 et 2,0, avec des ratios au-dessous du seuil bas indiquant une 'détresse' et au-dessus des seuils haut indiquant une 'bonne santé'. Nous

remarquons que l'hypothèse d'Eleclink pour l'ADSCR est au milieu de la plage, et donc en ligne avec les règles énoncées ci-dessus. Notre méthode a été de supposer que des revenus issus des contrats à court terme nuls était le 'pire cas' des tests de sensibilité, et ensuite de voir ce que la couverture du contrat à long terme impliquerait pour ces ratios. Il ressort de notre expérience que les prêteurs procéderaient à une analyse de type similaire. Nous avons ensuite réduit le pourcentage de contrat de long terme pour étudier si le projet pouvait supporter une plus faible couverture de contrat de long terme et toujours être finançable.

Nous avons mené les tests de sensibilité pour deux scénarii principaux : 1) en utilisant les projections de revenus d'Eleclink ; 2) en utilisant les projections d'Eleclink, mais en augmentant les revenus à long terme par le % de la différence entre le prix de long terme d'Eleclink et le prix annuel 2014 IFA réduit du même pourcentage utilisé par Eleclink.

Les résultats des tests de sensibilité sont les suivants. En utilisant les revenus d'Eleclink, le projet est en 'bonne santé' en termes de couverture des intérêts (IC), mais il atteint un faible ratio de couverture des intérêts (toujours dans la fourchette cependant) avec une couverture de contrat de long terme de 80 % et pas de revenus à court terme au cours des premières années du projet. En termes d'ADSCR, la valeur minimale du projet indique que le projet est en 'bonne santé' si on utilise les règles standards. Ainsi en utilisant les hypothèses de revenus d'Eleclink et les règles standards, le projet requerrait une couverture de contrat à long terme d'environ 80 % en utilisant cette analyse.

En utilisant alternativement le prix plus élevé de la capacité annuelle 2014 sur IFA pour définir les implications de revenus, les tests de sensibilité indiquent que le projet pourrait rester au-dessus des bornes inférieures d'IC et d'ADSCR avec une couverture de contrat de long terme d'environ 50-55 % et aucune recette de court terme.

Un autre élément qu'il nous a été demandé d'analyser est le niveau d'endettement que le projet pourrait atteindre. Selon notre expérience, un niveau d'endettement significativement supérieur à 50 % est élevé mais normal pour de tels projets, mais un investissement financé via un financement de projet peut parfois atteindre un endettement de 70-80 %. Nous suggérons cependant, que des niveaux d'endettement plus élevés que ceux considérés dans le modèle financier Eleclink pourraient être excessifs, car le projet affiche déjà des ratios faibles pour l'IC et l'ADSCR. Dans les premières années, IC est faible, et quelques années impliquent un ADSCR faible sous le test de sensibilité selon lequel il n'y a pas de revenu de court terme, la couverture de contrat de long terme est de 80 % et les hypothèses d'Eleclink concernant l'endettement sont maintenues. Ainsi il semblerait que des niveaux d'endettement beaucoup plus élevés que ceux prévus dans le modèle Eleclink pourraient mettre la viabilité du projet et la capacité de financement en situation de risque, même en supposant une couverture de contrat à long terme à 80 %.

Les conclusions et les recommandations sur les revenus et le risque sont que le modèle de revenu d'Eleclink a de grandes chances de sous-estimer les revenus, et donc de surestimer le pourcentage de contrats de long terme nécessaire dans le cadre de la dérogation. Avec des revenus plus élevés en accord avec les prix actuels sur IFA, le projet peut être capable d'atteindre le financement de projet avec une couverture de contrat à long terme de 50-55 %. Etant donné l'incertitude sur les fonds que le marché permettra à Eleclink de lever, une manière d'avancer serait de baser la dérogation sur les revenus nécessaires pour atteindre le financement de projet, plutôt que sur le pourcentage de capacité dont la vente via des contrats de long terme est autorisée.

Le bien-être social

Nous analysons ensuite l'impact sur le bien-être social d'ElecLink. La méthode utilisée a consisté à estimer les impacts sur le surplus des consommateurs et le surplus des producteurs à la fois en France et en Grande-Bretagne, et le surplus total net en utilisant les hypothèses de prix, de coût et de flux à partir de la modélisation Ventyx avec ou sans ElecLink. Le cabinet de conseil engagé par ElecLink, RedPoint, a mené une analyse similaire. Nous comparons nos résultats avec ceux de RedPoint. Le résumé des résultats se trouve ci-dessous.

Nos résultats diffèrent de ceux de RedPoint d'un ordre de grandeur important (environ 5 fois plus), mais en termes qualitatifs, ils sont similaires :

- Les producteurs gagnent en France et perdent en Grande-Bretagne ; l'effet net sur les producteurs est positif.
- Les consommateurs perdent en France et gagnent en Grande-Bretagne ; l'effet net sur les consommateurs est négatif.
- Au total, les coûts de production diminuent grâce aux gains d'efficacité, à la diminution des restrictions de production d'énergie éolienne et aux modifications dans l'exportation nette parmi tous les pays interconnectés du nord-ouest de l'Europe.
- L'effet social global est positif : l'effet net positif du surplus des producteurs fait plus que compenser le surplus net négatif des consommateurs.

La modélisation et les résultats en termes de bien-être social indiquent que les impacts sociaux sont hautement sensibles aux hypothèses d'impact des prix. Ceux-ci sont assujettis aux hypothèses de modélisation et aux modèles eux-mêmes. Nous avons qualitativement analysé les modèles et les hypothèses et nous croyons qu'une différence clé repose que la façon dont les deux modèles estiment les marges. Dans le modèle RedPoint, les marges sont supposées être une fonction de la marge de capacité, qui ne change pas avec ElecLink, ceci impliquant un faible impact pour ElecLink. Dans le modèle Ventyx, les marges sont supposées être ajoutées au site de production marginal pendant les heures de pointe pour récupérer les coûts d'arrêt, de démarrage et les autres coûts fixes. Ainsi, le coût total qui doit être amorti par la marge dans le modèle Ventyx ne change pas, ce qui fait qu'il doit être récupéré en moins d'heures. Le résultat, que nous suspectons, est que les différences méthodologiques de majoration entre les modèles RedPoint et Ventyx produisent des impacts significatifs sur le prix estimé par ElecLink (nous n'avons pas reçu de détails sur les majorations ou la fonction de majoration après en avoir fait la demande à RedPoint).

Compte-tenu de la sensibilité significative de la magnitude des résultats de bien-être social et des hypothèses de la modélisation, il nous a été demandé par les Autorités de Régulation de fournir une évaluation finale des impacts en termes de bien-être social et d'évaluer si les 'vraies' valeurs pouvaient être bien plus basses que les résultats avancés par RedPoint. Nous croyons que les quelques conclusions qualitatives qui suivent peuvent être considérées avec une certaine confiance. En premier, le plus grand élément des changements du surplus consommateur et du surplus producteur s'annule (dans tout modèle similaire) : les consommateurs perdent face aux producteurs là où le prix augmente (France) et les producteurs perdent face aux consommateurs là où le prix baisse (Grande-Bretagne). Un effet additionnel résulte du déplacement de la production vers là où elle est moins chère. Dans ce cas, les producteurs français augmenteront la production à l'exportation vers la Grande-Bretagne et les producteurs britanniques réduiront de manière

correspondante leur production. Ainsi, l'effet net sera quasiment toujours positif car les effets de prix sur la production non-échangée s'annulent entre les consommateurs et les producteurs mais l'efficacité globale de production est atteinte du fait de l'échange additionnel entre les deux régions. Au cours des dernières années du projet, cela inclut la réduction des restrictions de production d'énergie éolienne en particulier en Grande-Bretagne.

En ce qui concerne l'ordre de grandeur de ces effets, plus l'impact de l'interconnexion sur les prix est grand, meilleurs seront les effets sur l'échange et l'efficacité de la production. C'est déjà une très faible valeur et un ordre de grandeur qui pourrait être considéré comme plus petit que la précision statistique des prévisions du modèle. L'impact sur le prix sera une fonction de la pente de la courbe d'offre (la courbe de coût marginal de production ponctuelle plus les majorations). La courbe d'offre possède une pente minimale de zéro. Le risque probable est que la courbe d'offre s'accroisse et qu'une variété de facteurs incluant la production éolienne et une interconnexion supplémentaire déplacerait la France vers le haut de la courbe d'offre engendrant des effets plus forts sur le prix et des gains nets plus importants pour la France. Ainsi, qualitativement, nous sommes d'avis que les impacts en termes de bien-être social estimés par RedPoint sont déjà assez faibles.

Impact des revenus sur les interconnexions existantes et futures

L'impact annuel moyen estimé sur les revenus des autres interconnexions, avec rabais et calculé jusqu'en 2038 a été estimé par London Economics en utilisant les résultats de la modélisation de Ventyx comme étant de -43 million €, ou -18%.

Notre analyse est que les impacts seront plus grands que ceux estimés par RedPoint. Les mêmes raisonnements expliquant les différences de prix et de modélisation sont censés provoquer largement ces différences. Avec des impacts si faibles, il est selon nous improbable que RedPoint les ait sous-estimés. Notre conclusion est qu'il y aura des réductions dans la valeur des rentes de congestion pour les autres interconnexions. Ces valeurs sont calculées à partir des différences de prix modélisés. Avec le couplage de marché et ETM, et des enchères implicites, cela devrait être l'approche de modélisation appropriée. Il y a une variation significative et importante dans les impacts estimés qui est une fonction des différences de modélisation. Nous ne croyons toutefois pas qu'il y a un grand risque que RedPoint ait sous-estimé les impacts.

Hypothèses

Dans l'ensemble, un grand nombre d'hypothèses sont utilisées pour les modèles et la modélisation.

Il semble y avoir dans l'ensemble un risque à la hausse sur le chiffre d'affaires du projet ; c'est-à-dire qu'ElecLink pourrait avoir surestimé le degré de couverture nécessaire par des contrats. Cependant cela peut être une approche conservatrice pour garantir la capacité de financement et la viabilité globale du projet.

Les résultats de la modélisation indiquent qu'il y a une grande sensibilité des modèles utilisés pour prédire les rentes de congestion basées sur les modèles et les hypothèses. Nous croyons que dans l'ensemble les hypothèses de RedPoint versus Ventyx sur l'augmentation, ou les marges, sont un facteur significatif pour expliquer les différences, mais il est difficile de vérifier entièrement les impacts sans une étude plus détaillée.

